

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного Обучения
Специальность 140203.65 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем
Кафедра Электроэнергетических систем

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Проектирование релейной защиты линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС

УДК 621.316,1:621.315.1.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Нусратиллаев И.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Рубан Н.Ю.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л.А.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А.О.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Электронного Обучения
Специальность 140203.65 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем
Кафедра Электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭЭС
_____ Сулайманов А.О.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта/работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Нусратиллаев Илхомжон Алишер угли

Тема работы:

Проектирование релейной защиты линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	577/С, 01.02.2016 г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Схема сетевого района Кузбасской энергосистемы. 2. Параметры оборудования. 3. Материалы УИР
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Краткая характеристика защищаемого объекта 2. Выбор и обоснование видов и состава РЗ 3. Выбор аппаратной реализации РЗ линии электропередачи 4. Выбор измерительных трансформаторов 5. Расчет уставок и чувствительности РЗ линии электропередачи 6. Финансовый менеджмент 7. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Нормальная схема электрических соединений сетевого района линии 220 кВ ПС Краснополянская – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС.

		2. Совмещенная схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности сетевого района линии 220 кВ ПС Краснополянская–Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Рубан Н.Ю.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Нусратиллаев И. А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа Проектирование релейной защиты линии электропередач 220 кВ ПС

«Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС с., _____ рис., _____ табл., _____ источников, _____ прил.

Ключевые слова: установившийся режим релейная защита, уставка, чувствительность, микропроцессорный терминал, линия

Объектом исследования являются релейная защита и автоматика линии 220 кВ.

Цель работы – Проектирование релейной защиты линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС

В процессе исследования проводились анализ защищаемого объекта, обоснование и выбор видов и состава релейной защиты, аппаратной реализации релейной защиты линии электропередачи, расчет уставок и чувствительности релейной защиты линии электропередачи.

В результате исследования обоснованы и выбраны виды и состав релейной защиты, аппаратная реализация релейной защиты линии электропередачи, рассчитаны уставки и чувствительности релейной защиты линии электропередачи.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики:

1) технические данные и характеристики шкафа ШЭ2607- 016

- Предназначен для резервной или единственной защиты линии электропередачи напряжением 110–220 кВ.
- Содержит один комплект, реализующий функции ДЗ, ТНЗНП, ТО, МТЗ, АРПТ, АУВ, АПВ и УРОВ.
- номинальный переменный ток $I_{ном}$ 5 А
- номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}$ 100 В
- номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}$, 220 В
- номинальная частота $f_{ном}$, 50 Гц.

Степень внедрения:

1) Рассчитанные уставки могут использоваться проективными или энергетическими компаниями для обеспечения защиты линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС разработан ООО НПП «ЭКРА».

2) Шкафа ШЭ2607- 016 широко применяется для обеспечения релейной защиты и автоматике линии электропередачи напряжением 110–220 кВ.

Область применения:

1) Рассчитанные уставки Шкафа ШЭ2607- 016 могут использоваться проективными или энергетическими компаниями для обеспечения защиты линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС

Экономическая эффективность/значимость работы обеспечение надежной и бесперебойной работы линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС

В будущем планируется рекомендовать проективным или энергетическим компаниями рассчитанные уставки.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ЭЭС - электроэнергетические системы;

РЗА - релейной защиты и автоматики;

АРМ СРЗА – программный комплекс для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты;

КЗ – короткое замыкание;

УРОВ - устройство резервирования при отказе выключателя;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка

ТЗНП - токовая защита нулевой последовательности

ДЗ – дистанционная защита;

БНН - блокировки при неисправностях в цепях переменного напряжения;

ТО – токовая отсечка;

Оглавление

Оглавление

Введение.....	8
1. Описание района энергосистемы.....	10
2. Выбор и обоснование видов и состава РЗ.....	11
3. Выбор аппаратной реализации РЗ линии электропередачи.....	13
3.1. Дистанционная защита линии.	13
3.2. Междугазная отсечка.	14
3.3. Токовая защита нулевой последовательности.	14
4. Выбор измерительных трансформаторов.	16
5. Расчет уставок и чувствительности релейной защиты линии электропередачи ..	Ошибка!
Закладка не определена.	
5.1. Дистанционная защита линии.	Ошибка! Закладка не определена.
5.2. Междугазная токовая отсечка.	Ошибка! Закладка не определена.
5.3. Токовая защита нулевой последовательности.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4. Дифференциально – фазная защита.....	Ошибка! Закладка не определена.
6. Финансовый менеджмент	48
6.1. Капитальные вложения в проект релейной защиты и автоматики линии 220 кВ Краснополянская - Беловская Кузбасской энергосистемы	49
6.2 Оценка экономического эффекта спроектированных средств РЗ. Релейная защита линии 220 кВ Краснополянская - Беловская.....	56
6.2.1 Ущерб при отсутствии на объекте РЗА.....	57
6.2.2 Ущерб при установке на линии современных моделей защит.....	58
6.2.3 Затраты на внедрение и содержание устройств РЗ.....	59
7. Социальная ответственность	60
7.1 Анализ опасных и вредных факторов.....	61
7.2 Шум.....	62
7.3 Вибрация.....	63
7.4 Вредные вещества.....	64
7.5 Расчет искусственного освещения.....	
Выбор источников света.....	65
7.6 Выбор системы освещения.....	66
Выбор осветительных приборов.....	
7.7 Выбор коэффициента запаса.....	67
8. Размещение осветительных приборов.....	68

8.1 Расчет осветительной установки.....	69
8.2 Микроклимат.....	70
8.3 Тепловое излучение.....	71
8.4 Оказание первой помощи при возникновении механической травмы.....	72
8.5 Опасность поражения электрическим током.....	78
8.6 Электрозащитные средства при работах на электроустановках.....	79
9. Экологическая безопасность.....	80
10. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
10.1 Причины чрезвычайных ситуаций на объекте.....	82
10.2 Основные направления по повышению устойчивости функционирования территорий и объектов в чрезвычайных ситуациях.....	83
11. Правовые вопросы обеспечения безопасности.....	84
Заключение.....	85.
Список литературы	86

Введение

Современные ЭЭС являются сложными многопараметрическими динамическими системами, все элементы которых жестко связаны между собой общими режимами работы, а также методами и средствами их реализации. Существующие тенденции развития ЭЭС ведут к их дальнейшему усложнению и насыщению средствами централизованной автоматики релейной защиты, что еще более усиливает жесткость взаимодействий. В частности создаются и вводятся в эксплуатацию новые защиты для линий электропередач, для крупных генераторов, трансформаторов и энергоблоков. От надежности их защиты зависит бесперебойное электроснабжение потребителей. В этом большую роль играет релейная защита, которая является основным видом автоматики, без которой невозможна надежная работа современных электрических систем. Она осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов

В настоящее время в электроустановках используются устройства РЗА трех видов, которые отражают три поколения развития аппаратуры РЗА: электромеханические устройства, микроэлектронные и микропроцессорные. Наиболее современным является последний вид. Так как идет процесс по внедрению микропроцессорных устройств в электроустановках, с каждым разом публикуется достаточное количество учебных материалов, при проектировании РЗА необходимо обращаться как к современным и перспективным микропроцессорным устройствам.

Устройства РЗА в совокупности представляют собой сложную многоступенчатую систему, предназначенную для бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергии и сохранения устойчивой работы синхронных генераторов. Однако выполнить свою задачу эти устройства могут лишь в случае, если они отвечают комплексу требований, изложенных в нормативных материалах. Соответствие реальных РЗА этим требованиям обеспечивается, в основном, на стадии проектирования, которое при правильной его организации обязательно должно быть комплексным.

В данной работе поставлена задача выбора и расчет уставок релейной защиты воздушной линии электропередач электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС.

Для выполнения поставленной задачи использовался вычислительный расчетный комплекс «АРМ СРЗА» (ПК «БРИЗ», г.Новосибирск), который принят в промышленную эксплуатацию в качестве основного программного средства в ЦДУ ЕЭС, ОДУ Востока, ОДУ Сибири, ОДУ Урала, ОДУ Средней Волги, ОДУ Центра, ОДУ Северного Кавказа, ОДУ Северозапада, всеми РДУ этих ОДУ. АРМ СРЗА передан в эксплуатацию во все МЭС Федеральной сетевой компании, а также в энергетические компании Белоруссии, Казахстана, Латвии, Литвы, Монголии.

АРМ СРЗА позволяет:

- Строить математическую модель электрической сети с неограниченным объемом узлов и связей, как в графическом, так и в табличном виде. Экспортировать графическое изображение сети в формат CorelDRAW, AutoCAD. Производить

экспорт/импорт электрической части модели сети (ветви и её параметры) в формат программы Excel.

- Производить расчеты электрических величин в сети неограниченного объема, при повреждениях любой сложности, с учетом групп ветвей взаимоиנדукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной сети любого напряжения. Получать выходные документы в формате Word и Excel.
- Производить расчет уставок микропроцессорных защит, токовых ступенчатых защит от замыканий на землю, дистанционных защит типа ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, токовых защит от междуфазных К.З., микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS, ALSTOM. Получать выходные документы в формате пакета Word, производить экспорт релейного фонда в формат программы Excel.
- Получать новую сеть на базе эквивалента сети. Производить расчет параметров производной схемы замещения (шунтов) для повреждений любой сложности, с учетом параметров взаимоиנדукции ветвей нулевой последовательности.
- Производить расчеты по определению места повреждения сети:
 - расчет таблиц для определения мест повреждений сети;
 - расчет места повреждения сети (ОМП) по показаниям приборов.

1. Описание района энергосистемы

Объект: релейная защита линии электропередач 220 кВ ПС «Краснополянская» – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС. Для формирования расчётных схем будем использовать диспетчерскую схему Кузбасской ЭЭС, которая фактически является схемой электрических соединений для нормального оперативного режима.

Район для проектирования РЗА должен содержать кроме заданных автоматизируемых элементов также два уровня периферий из предыдущих элементов в направлении действия комплектов РЗА по концам заданной линии и два уровня периферий: одного - из смежных элементов, а другого - из предыдущих относительно смежных элементов в основном направлении (т.е. в направлении сети) действия резервных защит каждой из сторон заданного трансформатора или автотрансформатора, энергоблока.

Выбранный таким путем район представляет собой в ряде случаев весьма обширную схему, однако волевое сокращение ее, хотя и упрощает, но не облегчает в последующем задачу проектирования РЗА.

Для выбранного района расчетной схемы составляется совмещенная схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности для расчетов вынужденных синусоидальных электрических величин при повреждениях в сверхпереходный период и при необходимости в установившемся режиме КЗ.

2. Выбор и обоснование видов и состава РЗ

Согласно [1] на линиях с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервные).

В качестве основной быстродействующей защиты применять один из следующих вариантов [1, 2, 3]:

- 1) продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);
- 2) дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту;
- 3) защиту с высокочастотной блокировкой;
- 4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

В качестве резервной:

- 1) Дистанционная защита [4, 5].
- 2) ТЗНП (токовая защита нулевой последовательности) [4, 6, 7]..
- 3) МТО (междуфазная токовая отсечка).

Сети напряжением 110-220кВ работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью. Поэтому замыкание на землю в таких сетях является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Задержка в отключении КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы электростанций, из-за длительной посадки напряжения может остановиться оборудование и нарушиться технологический процесс производства, могут произойти дополнительные повреждения линии, на которой возникло короткое замыкание. Поэтому, на таких линиях очень часто применяются защиты, которые отключают короткие замыкания в любой точке без выдержки времени. Это могут быть дифференциальные защиты [8], установленные по концам линии и связанные высокочастотным, проводниковым или оптическим каналом. Это могут быть обычные защиты, ускоряемые при получении разрешающего, или снятия блокирующего сигнала с противоположной стороны. Токовые и дистанционные защиты, как правило, выполняются ступенчатыми. Количество ступеней не менее 3, в ряде случаев бывает необходимо 4, или даже 5 ступеней. Во многих случаях, все требуемые защиты можно выполнить на базе одного устройства. Однако, выход из строя этого одного устройства оставляет оборудование без защиты, что недопустимо. Поэтому защиты линий высокого напряжения целесообразно выполнять из 2 комплектов. Второй комплект является резервным и может быть упрощен по сравнению с основным: не иметь АПВ, иметь меньшее количество ступеней и т.д. Второй комплект должен питаться от другого автомата оперативного тока и комплекта трансформаторов тока. По возможности, резервный комплект может питаться от другой аккумуляторной батареи и трансформатора напряжения, действовать на отдельный соленоид отключения выключателя. Устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ, либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно.

Для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики требуется регистрация как аналоговых величин, так и дискретных сигналов при аварийных событиях.

Таким образом, для высоковольтных линий комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- Защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю.
- Пофазное или трехфазное АПВ.
- Защиту от перегрузки.
- УРОВ.
- Определение места повреждения.
- Осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики.
- Устройства защиты должны резервироваться или дублироваться.

Для линий, имеющих выключатели с пофазным управлением, необходимо иметь защиту от неполнофазного режима, действующую на отключение своего и смежных выключателей, так как длительный неполнофазный режим в сетях не допускается.

3. Выбор аппаратной реализации РЗ линии электропередачи

3.1. Дистанционная защита линии.

Трехступенчатая дистанционная защита типа ШЭ2607-016 [9] предназначена для применения от всех видов междуфазных КЗ с устройством блокировки при качаниях и неисправностях в цепях переменного напряжения. Основным органом всякой дистанционной защиты является реле сопротивления, которое, измеряя сопротивление линии до места к. з., определяет, на каком участке произошло повреждение и совместно с другими органами защиты обеспечивает ее действие с необходимой выдержкой времени.

Так, при к. з. на защищаемой линии по ней проходит к месту к. з. ток $I_{КЗ}$, а напряжение U_M на шинах подстанции будет равно падению напряжения в сопротивлении участка линии $Z_{КЗ}$ от шин подстанции до точки к.з.: $U_M = I_{КЗ} \cdot Z_{КЗ}$

Нетрудно видеть, что отношение остаточного напряжения на шинах к $I_{КЗ}$, проходящему по защищаемой линии, равно сопротивлению участка линии до места к. з.: $Z_{КЗ} = U_M / I_{КЗ}$

Дистанционная защита выполняется по ступенчатому принципу. Как правило, регулировка дистанционной защиты выполняется следующим образом:

- 1-я зона защиты без выдержки времени защищает только часть линии (примерно 85%) считая от места установки защиты. Большой охват линии недопустим, так как из-за погрешностей трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и самого реле сопротивления защита может сработать при к. з. на смежной линии. Сопротивление срабатывания реле сопротивления первой зоны определяется из условия отстройки от к. з. на шинах противоположной подстанции по формуле:

$Z_{1C.3.} = k_H \cdot Z_L$, где $Z_{1C.3.}$ — первичное сопротивление срабатывания первой зоны дистанционной защиты; Z_L — сопротивление защищаемой линии; k_H — коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешности реле сопротивления, трансформаторов тока и напряжения, а также погрешности расчета. Принимается равным 0,8—0,85.

Первая зона защиты выполняется без выдержки времени, т. е. $t_1 = 0$.

- 2-я зона охватывает конец защищаемой линии, шину подстанции и часть смежной линии. Сопротивление срабатывания реле сопротивления второй зоны определяется из следующих условий:

1). Согласование с первыми ступенями дистанционных защит смежных линий: $Z_{2C.3.} = k_H (Z_L + k'_H \cdot k_P \cdot Z'_{1C.3.})$, где $Z_{2C.3.}$ — первичное сопротивление срабатывания второй зоны дистанционной защиты защищаемой линии; Z_L — сопротивление защищаемой линии; k'_H — коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешность реле сопротивления, трансформаторов тока и напряжения, а также погрешность расчетов уставок защиты смежной линии, принимается равным 0,7—0,8; $Z'_{1C.3.}$ — сопротивление срабатывания первой зоны дистанционной защиты смежной линии; k_P — коэффициент распределения, равный: $k_P = I_{КЗ2} / I_{КЗ1}$, где $I_{КЗ2}$ и $I_{КЗ1}$ — токи к. з., проходящие по защищаемой и смежной линиям при к. з. в конце смежной линии.

2). Отстройка от К.З. за трансформаторами приемной подстанции или трансформаторами отпайки по формуле: $Z_{2C.3.} = k_H (Z_L + k_P \cdot Z_T)$, где Z_T — сопротивление трансформаторов.

Из двух рассчитанных сопротивлений выбираем меньшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержки времени тех защит, от которых производилась отстройка сопротивления срабатывания второй зоны: $t_2 = t_1 + \Delta t$

- 3-я ступень. Третья зона охватывает смежную линию для резервирования при отказе ее защиты или выключателя.

Сопротивление срабатывания пусковых органов определяется из условия отстройки от максимального тока нагрузки и минимального эксплуатационного напряжения на шинах подстанции по формуле для направленного реле сопротивления:

$$Z_{З.З.} = \frac{U_{MIN}}{\sqrt{3} \cdot I_{H.MAX} \cdot k_H \cdot k_B \cdot \cos(\delta - \varphi_P)}, \quad \text{где} \quad I_{H.MAX} = 0,8 I_{ДОП} —$$

максимальный ток нагрузки, который может проходить по защищаемой линии; $U_{MIN} = 0,9 \cdot U_{НОМ}$ — минимальное эксплуатационное напряжение на шинах подстанции, когда по линии проходит максимальный ток нагрузки; δ — угол максимальной чувствительности реле сопротивления; φ_P — угол между $I_{H.MAX}$ и U_{MIN} ; k_H — коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,2—1,25; k_B — коэффициент возврата реле сопротивления.

Выдержка времени третьей ступени: $t_3 = t_2 + \Delta t$

3.2. Междофазная отсечка.

Шкаф ШЭ2706-016 [9] содержит токовую отсечку от многофазных КЗ. Назначение ТО традиционно для отечественных защит линий высокого напряжения — это дополнительная защита на случай нечеткой работы дистанционной защиты при замыканиях в начале защищаемой линии.

3.3. Токовая защита нулевой последовательности.

В схеме четырехступенчатой токовой защиты нулевой последовательности — для линий 110-500 кВ [10], имеющих питание с двух и более сторон, все ступени, кроме последней, являются токовыми отсечками и предназначены в основном для действия при замыканиях на землю в пределах защищаемой линии и на шинах противоположной подстанции. Последняя ступень предназначена в основном для осуществления резервирования при замыканиях на землю на предыдущей линии. ТЗНП использует факт появления в токах и напряжениях составляющих нулевой последовательности и применяется для защиты от КЗ на землю. Токовая защита нулевой последовательности выполнена с использованием реле тока, включаемых в нулевой провод токовых цепей (фильтр тока нулевой последовательности).

Для обеспечения селективности действия защиты смежных ВЛ время действия защит выполняют в зависимости от расстояния до места КЗ: чем меньше ток срабатывания, то есть чем дальше КЗ, тем дольше время срабатывания.

I ступень.

Ток срабатывания первой ступени защиты при выполнении ее без выдержки времени выбирается по условиям отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты:

а) При замыкании на землю на шинах противоположной подстанции при отключенной и заземленной на обоих концах параллельной линии;

б) При каскадном отключении замыкания на землю одной фазы на параллельной линии вблизи шин подстанции, на которой установлена защита.

Ток срабатывания первой ступени защиты определяется по выражению.

$I_{0с.з.} \geq \kappa_{отс} \cdot 3I_0$, где $3I_0$ — максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции; $\kappa_{отс}$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас. Принимаем $\kappa_{отс} = 1.3$.

Выбранная защита должна удовлетворять требованиям чувствительности при металлических замыканиях на землю в расчетном режиме.

Чувствительность защиты должна проверяться при замыкании на землю одной фазы. Однако в ряде случаев должна также проверяться чувствительность защиты и при замыкании на землю двух фаз. Это необходимо, если при замыкании на землю двух фаз защита от многофазных замыканий оказывается нечувствительной, например при КЗ в зоне резервирования, или возможно значительное ее замедление, например при переходе замыкания одной фазы в замыкание двух фаз на землю, если не предусмотрено действие второй ступени дистанционной защиты без блокировки при качаниях; обеспечение чувствительности защиты при замыкании на землю двух фаз в последнем случае может предотвратить замедление отключения КЗ.

Коэффициент чувствительности реле тока защиты определяется по выражению $\kappa_q = 3I_{0\min} / I_{0\text{с.з.}}$

где $3I_{0\min}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при расчетном виде замыкания на землю в расчетном режиме;

$I_{0\text{с.з.}}$ – первичный ток срабатывания соответствующей ступени защиты.

Для токовой ступенчатой защиты нулевой последовательности должны обеспечиваться следующие минимальные значения коэффициента чувствительности для реле тока:

а) при замыкании на землю в конце защищаемой линии без учета резервного действия – около 1.5, а при наличии надежно действующей резервной ступени – около 1.3; при наличии на противоположной подстанции отдельной защиты шин допускается обеспечивать коэффициент чувствительности в режиме каскадного отключения около 1.5;

б) при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции – около 1.5;

в) при замыкании на землю в конце зоны резервирования в режиме каскадного отключения повреждения для последней ступени защиты – не менее 1.2.

Следует учитывать, что при замыкании на землю по пункту «а» в случае использования рассматриваемой защиты в качестве основной, а также при замыкании на землю по пункту «б» в случаях, когда специальная защита шин не предусматривается, выдержка времени защиты, как правило, не должна превышать 1.5 с.

II ступень.

Ток срабатывания второй ступени защиты (отсечки с выдержкой времени) выбирается по условиям:

а) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю за предыдущим автотрансформатором на стороне его смежного (среднего) напряжения (примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью);

б) согласования с первой ступенью защиты предыдущей линии или защиты от замыканий на землю предыдущего автотрансформатора установленной на стороне смежного напряжения (последнее производится вместо условия «а» в случае, если это необходимо для повышения чувствительности защиты);

в) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты в неполнофазном режиме, возникающем в цикле ОАПВ на защищаемой или предыдущей линии, а также в длительном неполнофазном режиме на предыдущей линии.

В целях повышения чувствительности может оказаться целесообразным согласовывать вторую ступень не с первой (по п. «б»), а со второй ступенью защиты предыдущей линии.

Выдержка времени второй ступени защиты должна быть согласована с выдержками времени ступеней защит предыдущих элементов, с которыми производится согласование.

III ступень.

Ток срабатывания третьей ступени (отсечки с выдержкой времени) выбирается по условиям:

а) согласование с защитой предыдущей линии (со второй или третьей ее ступенью; последнее в случае, если при согласовании со второй ступенью защиты предыдущей линии рассматриваемая третья ступень не удовлетворяет требованиям чувствительности) или защитой

от замыканий на землю предыдущего автотрансформатора, установленной на стороне смежного напряжения (с первой ее ступенью, если вторая ступень рассматриваемой защиты отстроена от замыкания на землю на шинах этого напряжения, или со второй ее ступенью, если вторая ступень рассматриваемой защиты согласована с первой ступенью защиты автотрансформатора);

б) согласование с первой или второй ступенью СТЗНП автотрансформатора со стороны его среднего напряжения расположенного на противоположном конце линии.

Выдержка времени третьей ступени защиты должна быть согласована с выдержками времени соответствующих ступеней защит предыдущих элементов.

IV ступень.

Ток срабатывания четвертой ступени должен быть отстроен от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при внешних замыканиях между фазами, если рассматриваемая ступень защиты нулевой последовательности имеет выдержку времени, равную или меньшую, чем защита от замыканий между фазами на поврежденном элементе. Как правило, указанное соответствует условию отстройки от токов небаланса при КЗ между тремя фазами за трансформаторами и на стороне низшего напряжения автотрансформаторов подстанции данного и противоположного концов линии.

Ток срабатывания защиты, выбираемый по рассматриваемому условию, определяется по выражению:

$$I_{0\text{с.з.}} = \kappa_{отс} \cdot \kappa_{пер} \cdot I_{0нб,у}, \quad \text{где } I_{0нб,у} - \text{ток небаланса в нулевом проводе}$$

трансформаторов тока в установившемся режиме при рассматриваемых внешних КЗ между тремя фазами;

$\kappa_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1.25;

$\kappa_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, принимается равным:

2 – при выдержке времени рассматриваемой ступени до 0.1 сек.;

1.5 – при выдержке времени до 0.3 с;

1 – при выдержке времени выше 0.5-0.6 с.

Ток небаланса может быть приближенно определен по выражению

$I_{0нб,у} = \kappa_{нб} \cdot I_{расч}$, где $I_{расч}$ – максимальное значение фазного тока, проходящего в месте установки рассматриваемой защиты при внешнем КЗ между тремя фазами;

$\kappa_{нб}$ – коэффициент небаланса.

Коэффициент небаланса принимается в зависимости от кратности $I_{расч}$:

а) при небольших кратностях, до (2-3) $I_{ном}$, $\kappa_{нб} = 0.05$;

б) при больших кратностях, но не превосходящих (0.7-0.8) $I_{к10}$ ($I_{к10}$ – предельная кратность первичного тока трансформаторов тока при 10%-ной погрешности), $\kappa_{нб} = 0.05-0.1$;

в) при кратностях, больших (0.7-0.8) $I_{к10}$ проводится специальный расчет.

Уставка IV ступени СТЗНП выбирается из условия:

а) отстройки от суммарного тока небаланса ФНП в максимальном рабочем режиме.

б) отстройки от суммарного тока небаланса ФНП при 3х-фазном КЗ за треугольниками автотрансформаторов с обеих сторон линии.

4. Выбор измерительных трансформаторов.

Трансформатор тока предназначен для преобразования первичного тока до значения, наиболее удобных для измерительных приборов и реле (1 и 5А), для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1, 4].

При трансформации тока ТТ имеют погрешность в следствии:

-конструктивных особенностей (сечение магнитопровода, магнитной проницаемости, средней длины магнитного пути)

-вторичной нагрузки (сопротивлений приборов, проводов, контактов), кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличение этих параметров увеличивает погрешность.

Нормальная работа ТТ осуществляется в режиме близкому к КЗ, когда нагрузка имеет малое сопротивление. В режиме ХХ: магнитопровод за счет увеличения магнитного потока будет нагреваться, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение.

Выбор ТТ:

-По напряжению:.

-По конструкции и схеме соединения обмоток.

-По классу точности.

-По вторичной нагрузке: $R_{ПРИБ1} = S_{ПР} / I_{ВТОР}^2$

Допустимое:

$R_{ПР} = R_2 - R_{ПРИБ1} - R_K$, R_K - сопротивление контактов = 0,1 Ом, R_2 - номинальное допустимая нагрузка трансформатора тока.

Выбираем ТТ для наружной установки ТФЗМ 220Б

Uном, кВ	Iном, пер, А	Iном, втор, А
220	1000	5

Трансформатор напряжения.

Предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения (100; 100/ $\sqrt{3}$) и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [1, 4].

ТН работает в режиме близкому к ХХ, так как сопротивление парцельных катушек и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

Погрешность коэффициентов трансформации связаны:

-рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике

-вектор напряжения относительно вектора первичного напряжения сдвинут не точно на 180гр. – угловая погрешность.

-конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и коэффициента мощности вторичной нагрузки.

Выбор ТН:

-по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

-классу точности;

-по конструкции и схеме соединения обмоток;

-по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$, где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора; S_2 - нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Выбираем

НКФ-220-58.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-9401	Нусратиллаев И.А.

Институт	Электроэнергетический	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление	РЭиАЭЭС

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов Стоимость оборудования</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации Размер оплаты труда</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления в социальные фонды</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Планирование выполнения проекта</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Формирование бюджет затрат на научного исследование</i>

Перечень графического материала:

<i>При необходимости предоставить эскизные графические материалы к расчетному заданию</i>	<i>Бюджет затрат на научное исследование</i>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-9401	Нусратиллаев И.А.		

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Экономическая эффективность спроектированных релейных защит и автоматики

линии электропередач 220 кВ Краснополянская - Беловская Кузбасской энергосистемы

6.1. Капитальные вложения в проект релейной защиты и автоматики линии 220 кВ Краснополянская - Беловская Кузбасской энергосистемы.

- Планирование комплекса работ

Капитальные вложения в проектирование релейной защиты выбранного объекта напряжением 220 кВ складываются из стоимости проектирования релейной защиты, из затрат на монтаж и наладку оборудования (комплектов защит) и из стоимости самого оборудования:

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}};$$

$K_{\text{проект}}$ - затраты на выполнение проекта;

$K_{\text{оборуд}}$ - стоимость комплектов защит;

$K_{\text{монтаж}}$ - затраты на монтаж и наладку оборудования.

Проектирование средств релейной защиты и автоматики включает в себя несколько этапов. Следует отметить, что для вычисления электрических величин, необходимых для определения уставок и проверки чувствительности устройств релейной защиты используется комплекс промышленных программ «АРМ СРЗА».

Для организации проекта применяются различные методы экономического планирования с целью более эффективного использования времени и рабочей силы, снижения трудозатрат. Планирование проекта заключается в составлении перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи, определении участников каждой работы, установлении продолжительности в рабочих днях, построения линейного или сетевого графика и его оптимизации. [9]

- Поэтапное распределение проекта

Для проектирования были задействованы исполнители: научный руководитель проекта (НР) – доцент 15 разряда (15 р.); инженер (И) 9 разряда (9 р.)

Для участников проекта необходимо определить их загрузку. Загрузка исполнителей - это операция, при которой происходит определение нужного количества исполнителей и объема их загрузки в зависимости от количества выполненных работ. Доля загрузки научного руководителя не более 10% от времени, затраченного инженером на проектирование.

В таблице 4 приведен перечень, длительность, исполнители и загрузка основных этапов и работ, имеющих место при проектировании РЗА участка сети.

Таблица 4. Комплекс работ по разработке проекта

№ раб.	Перечень работ	Исполнители	Продолжительность работ, дней	Загрузка дни
Подготовительный этап				
1	Постановка целей и задач, получение исходных данных	Инженер Руководитель	2	2 2
2	Составление и утверждение технического задания проекта	Инженер Руководитель	3	3 2
3	Подбор и изучение литературы	Инженер	10	8
Исследование и анализ предметной области				
4	Анализ схемы энергорайона	Инженер Руководитель	4	4 2
5	Составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Введение в базу данных АРМ СРЗА информации о заданном объекте	Инженер Руководитель	5	5 -
Расчет релейной защиты в комплексе АРМ СРЗА				
6	Расчет ступенчатой токовой защиты для линии	Инженер	8	8
7	Расчет дистанционной защиты линии	Инженер	6	6
8	Расчет токовой отсечки для линии	Инженер	5	5
Оформление документации и подготовка к сдаче проекта				
10	Анализ полученных результатов	Инженер	6	6
11	Подготовка и сдача электронного варианта разработки	Инженер	10	10
12	Анализ и расчеты производственной и экологической безопасности, технико-экономического обоснования проекта	Инженер	15	17
13	Написание пояснительной записки	Инженер	11	11
14	Оформление графического материала	Инженер	5	5
	Итого	Инженер Руководитель	87 6	90 6



- Составление сметы затрат на разработку проекта

Целью данного раздела является экономически обоснованное определение затрат на разработку проекта. В рамках данного проекта создается одна разработка, определение затрат производится путем составления сметы затрат, т.е. группировка проводится по элементам.

Затраты, образующие себестоимость разработки можно сгруппировать следующим образом:

- материальные затраты на проектирование;
- амортизация компьютерной техники;
- затраты на оплату труда;
- отчисления во внебюджетные (социальные) фонды.
- прочие расходы;
- накладные расходы;

а) материальные затраты

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и, при необходимости, доставку. Материальные затраты на проектирование составляют $Имз = 1000$ рублей.

Таблица 6

Вид затрат	Количество	Стоимость, руб.	Полная стоимость, р.
Тетради для записей	3 шт.	20	60
Бумага для печати	1 упаковка	190	190
Флэш накопитель	1 шт.	400	400
Канцелярия	1 комплект	145	145
Электроэнергия	100 кВт	2,05 руб/кВт*ч	205

Материальные затраты на проектирование:

$$Имат = 60 + 190 + 400 + 145 + 205 = 1000 \text{ руб.}$$

б) амортизация компьютерной техники

Амортизация – это отчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, производственного использования. Данный элемент отражает сумму амортизационных издержек на полное восстановление основных средств, используемых при реализации проекта (компьютерной техники).

Основное средство (компьютерная техника и мебель - компьютер – 2 шт., принтер-1 шт., стол – 2 шт., стул – 2 шт.) первоначальной стоимостью 28000 рублей. Срок полезного использования 5 лет. Время работы за компьютером 45 дней. Таким образом, амортизация за весь период проектирования:

Таблица 13.4

Наименование	Количество, шт	Стоимость, руб.	Срок службы, год	Норма амортизации	Отчисление за год, руб.	Отчисление за период проектирования (3 мес), руб.
Компьютер	2	5000	3	33,3%	3330	832,5
Компьютерный стол	2	2000	5	20%	800	200
Стул	2	500	2	50%	500	125
Принтер	1	1000	3	33,3%	1165,5	83,25
Σ Иам						1240,75

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{C_{перв} \cdot n}{365 \cdot t},$$

где $C_{перв}$ – первоначальная стоимость объекта;

n – время работы за компьютером.

t – срок полезного использования объекта (срок службы).

Таким образом:

$$I_{AM} = \frac{C_{перв} \cdot n}{365 \cdot t} = 1240,75 \text{ рублей.}$$

в) *затраты на оплату труда*

Расчёт заработной платы (ЗП) выполняется на основе месячного оклада, коэффициента отпусковых, надбавки и районного коэффициента исполнителя. Для участников проекта предусмотрен только районный коэффициент, который для г. Томска составляет 30%. Издержки на оплату труда:

$$I_{ЗП} = (ЗП_o + Д) \cdot K_1 \cdot K_2,$$

где: $ЗП_o$ – месячный оклад исполнителя (для инженера 16700 + 2000 руб.

надбавка, для руководителя (доцента) 23265 руб. а также надбавка 2200 руб. к окладу руководителя);

K_1 - коэффициент учитывающий отпуск, принимается равным 1,1;

Д - надбавка, денежная выплата сверх заработной платы (2200 руб., для доцента);

K_2 - районный коэффициент, принимается равным 1,3;

Фактическая заработная плата рассчитывается следующим образом:

$$I_{3П}^{\Phi} = \frac{I_{3П}}{n_1} \cdot n_2,$$

где: $I_{3П}$ – заработная плата за месяц;

n_1 - количество рабочих дней (21 день);

n_2 - фактическое количество отработанных дней;

Расчет заработной платы с учетом трудоемкости приведен в таблице 5.

Таблица 5. Затраты на заработную плату

Исполнитель	Зарплата за месяц, руб.	Фактическая зарплата, руб.
Инженер	26741	114604,29
Научный руководитель	36414,95	10404,27
Итого		125008,56

Таким образом, затраты на оплату труда для 2-х участников проектирования за весь период составляют $I_{3П}^{\Phi} = 125008,56$ рублей.

г) *Отчисления в социальные (внебюджетные) фонды.*

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя отчисления в различные фонды (пенсионный, обязательного медицинского страхования и др.), которые составляют 30 % от суммы заработной платы (ЗП).

$$I_{CO} = 0,3 \cdot I_{3П}^{\Phi} = 0,3 \cdot 125008,56 = 37502,57 \text{ руб.}$$

д) *Прочие затраты*

В прочие расходы могут быть включены: расходы на пользование интернетом, размножение материалов, аренду спецоборудования, командировки, почтовые и телеграфные расходы и т.п.

Прочие расходы составляют 10% от всех предыдущих затрат на реализацию проекта и составляют:

$$I_{ПР} = I_{МЗ} + I_{АМ} + I_{3П}^{\Phi} + I_{CO} = (1000 + 1240,75 + 125008,56 + 37502,57) \cdot 0,1 = 16475,19 \text{ рублей.}$$

е) Накладные расходы

Накладные расходы составляют 200% от суммы заработной платы 2-х участников проектирования и составляют:

$$I_{НР} = I_{ЗП}^{\Phi} \cdot 2 = 125008,56 \cdot 2 = 250017,1 \text{ рублей.}$$

Все вышеперечисленные затраты включаются в смету, которая приведена в таблице 6.

Таблица 6. Смета затрат на разработку

Элементы затрат	Условное обозначение	Сумма руб.
Материальные затраты	$I_{МЗ}$	1000
Амортизация компьютерной техники	$I_{АМ}$	1240,75
Затраты на оплату труда	$I_{ЗП}^{\Phi}$	125008,56
Социальные отчисления	$I_{СО}$	37502,57
Прочие затраты	$I_{ПР}$	16475,19
Накладные расходы	$I_{НР}$	250017,1
Итого:		207077,06

Таким образом, затраты на реализацию проекта составили $K_{пр}=207077,06$ рублей.

Прибыль проекта составит 20%

$$П = 207077,06 \cdot 0,2 = 41415,41$$

Договорная цена проекта определяется с учетом коэффициента нормативной рентабельности разработчик $K_{пр}^H=1,2$

Тогда договорная цена составит:

$$C_{дог} = 207077,06 + 207077,06 \cdot 0,2 = 248492,47$$

Капиталовложения в основные средства.

Стоимость проектирования, оборудования, установки и наладки средств РЗ:

$$K = K_{пр} + K_{об} + K_{ун} = 207077,06 + 1300000 + 260000 = 1767077 \text{ руб.,}$$

где $K_{пр}=234,095$ тыс. руб. – стоимость проектирования;

$K_{об}$ – стоимость релейной защиты (шкаф ШЭ2607 011 – 2 комплекта защит: основная защита и резервная, $2 \cdot 650$ тыс. руб. Итого: 1300 тыс. руб.);

Монтаж, наладка оборудования составляет 15-20% от стоимости оборудования.

$$K_{у.н.} = 0,2 \cdot K_{об} = 260 \text{ тыс. руб. – стоимость установки и наладки комплектов защиты.}$$

6.2 Оценка экономического эффекта спроектированных средств РЗ. Релейная защита линии 220 кВ Краснополянская - Беловская

Экономический эффект релейной защиты определяется предотвращенным ущербом вследствие внедрения средств РЗА

Сведем в таблицу перечень оборудования и его стоимость. Проведем расчет стоимости оборудования.

Таблица 7. Оборудование и стоимость РЗА.

Наименование	Количество	Цена за шт., тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
Шкаф микропроцессорный ЭКРА ШЭ2607 021	2	300	600
Трансформаторы тока ТФЗМ 220Б-600/5	6	100	600
Провода управления и сигнализации			100
Итого			1300 т. р.

$$\mathcal{E} = Y - Y^{PZA}$$

где Y – экономический ущерб до внедрения средств РЗА; Y^{PZA} – экономический ущерб после внедрения РЗА.

Ущерб при отсутствии на объекте РЗА складывается из ущерба вследствие разрушительного действия токов КЗ ($Y_{KЗ}$) (разрушение может заключаться в физическом ущербе и режимном разрушении, вследствие снижения напряжения прямой последовательности), ущерба от небаланса активной мощности в узлах, объединенных автоматизируемым элементом ($Y_{НБ}$) и ущерба от прекращения перетоков (Y_n):

$$Y = Y_{KЗ} + Y_{НБ} + Y_n$$

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте РЗА, складывается из ущербов вследствие отказов срабатывания, излишних и ложных срабатываний РЗ, а также расчетные затраты на установку и содержание устройств РЗА:

$$Y^{PZA} = Y_{OC}^{PZA} + Y_{ИС}^{PZA} + Y_{ЛС}^{PZA} + C^{PZA}.$$

В итоге имеем:

$$\mathcal{E} = Y_{KЗ} + Y_{НБ} + Y_n - Y_{ИС}^{PZA} - Y_{ЛС}^{PZA} - Y_{OC}^{PZA} - И_{PZA}.$$

6.2.1 Ущерб при отсутствии на объекте РЗА

1) ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на линии

$$Y_{\text{КЗ}} = C_{\text{КЗ}} \cdot \omega_{\text{л}}^0 \cdot t_{\text{р}} \cdot q_{\text{л}},$$

где $C_{\text{КЗ}}$ - цена восстановления линии после аварийного разрушения вследствие протекания тока КЗ, может быть оценена как стоимость сооружения одного пролета линии, $C_{\text{КЗ}} = 200$ тыс. руб.;

$\omega_{\text{л}}^0$ - параметр потока КЗ на линии, принимается равным параметру потока повреждения линии, который находится как произведение удельной величины данного потока на 100 км линии данного класса напряжения $\omega_{\text{и}}^0$ на длину линии «Краснополянская - Беловская» $l=57,6$ км, т.е.

$$\omega_{\text{л}}^0 = \omega_{\text{и}}^0 \cdot l/100 = 1 \cdot 57,6/100 = 0,576 \text{ 1/год};$$

где $\omega_{\text{и}}^0$ - параметр потока повреждений 100 км линии, равен 1,00;

$t_{\text{р}}$ - расчетный срок = 1 год;

$q_{\text{л}}$ - вероятность включенного состояния линии (отсутствия планового ремонта), на рассматриваемой линии:

$$q_{\text{л}} = 1 - p_{\text{л}}^{\text{п}} = 1 - \omega_{\text{л}}^{\text{п}} \cdot m(T^{\text{п}})_{\text{л}},$$

где $p_{\text{л}}^{\text{п}}$ и $m(T^{\text{п}})_{\text{л}}$ – вероятность и средняя продолжительность планового ремонта линии; $\omega_{\text{л}}^{\text{п}}$ - параметр потока вывода линии в плановый ремонт.

Показатели $\omega_{\text{л}}^{\text{п}}$ и $m(T^{\text{п}})_{\text{л}}$ вычисляются через параметры потока и средние продолжительности соответственно текущего $\omega_{\text{л}}^{\text{пт}}$, $m(T^{\text{пт}})_{\text{л}}$ и капитального $\omega_{\text{л}}^{\text{пк}}$, $m(T^{\text{пк}})_{\text{л}}$ ремонтов:

$$\omega_{\text{л}}^{\text{п}} = \omega_{\text{л}}^{\text{пт}} = 1,$$

$$m(T^{\text{п}})_{\text{л}} = [\omega_{\text{л}}^{\text{пк}} \cdot m(T^{\text{пк}})_{\text{л}} + (\omega_{\text{л}}^{\text{пт}} - \omega_{\text{л}}^{\text{пк}}) \cdot m(T^{\text{пт}})_{\text{л}}] / \omega_{\text{л}}^{\text{п}},$$

$$\omega_{\text{л}}^{\text{пк}} = 0,18 \text{ 1/год},$$

$$m(T^{\text{пт}})_{\text{л}} = 3,4 \cdot 10^{-3} \text{ год}, \quad m(T^{\text{пк}})_{\text{л}} = 37 \cdot 10^{-3} \text{ год},$$

$$m(T^{\text{п}})_{\text{л}} = \frac{0,18 \cdot 37 \cdot 10^{-3} + (1 - 0,18) \cdot 3,4 \cdot 10^{-3}}{1} = 0,00944 \text{ год},$$

$$q_{\text{л}} = 1 - p_{\text{л}}^{\text{п}} = 1 - \omega_{\text{л}}^{\text{п}} \cdot m(T^{\text{п}})_{\text{л}} = 0,99056.$$

Ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на линии:

$$Y_{\text{КЗ}} = C_{\text{КЗ}} \cdot \omega_{\text{л}}^0 \cdot t_{\text{р}} \cdot q_{\text{л}} = 114,11 \text{ тыс. руб.}$$

2) ущерб, от небаланса активной мощности

$$Y_{\text{НБ}} = q_{\text{л}} \cdot \omega_{\text{л}}^0 \cdot (p_1 C_1 + p_2 C_2) \cdot t_{\text{р}},$$

$$Y_{\text{НБ}} = 3,971 \text{ тыс. руб.}$$

3) ущерб от прекращения перетока активной мощности по защищаемому элементу

$$Y_{\text{П}} = q_{\text{Л}} \cdot a \cdot m(N_{\text{ijk}}) \cdot m(T^0)$$

$$Y_{\text{П}} = 728,9 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 7:

Таблица 7. Составляющие базового ущерба

Составляющая	Величина, тыс. руб.
$Y_{\text{КЗ}}$	114,11
$Y_{\text{НБ}}$	728,9
$Y_{\text{П}}$	3,1

6.2.2 Ущерб при установке на линии современных моделей защит

1) Ущерб, обусловленный отказами срабатывания РЗ:

$$Y_{\text{ос}}^{\text{РЗ}} = (q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} p_{\text{р}} + p^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} p_{\text{р}} + q^{\text{П}} p_{\text{р}}^{\text{П}}) \cdot (Y_{\text{КЗ}} + Y_{\text{НБ}})$$

$$Y_{\text{ос}}^{\text{РЗ}} = 21 \cdot 10^{-12} \text{ тыс. руб.}$$

2) ущерб, вследствие излишних срабатываний:

$$Y_{\text{и}}^{\text{РЗ}} = \left[q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} q_{\text{р}} (\omega_{\text{и}} + \omega_{\text{ри}}) + (q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} p + q_{\text{р}}^{\text{П}} p^{\text{П}}) q_{\text{р}} \omega_{\text{ри}} + (q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} p_{\text{р}} + q^{\text{П}} p_{\text{р}}^{\text{П}}) q \omega_{\text{и}} \right] Y_{\text{П}} t_{\text{р}}$$

$$Y_{\text{и}}^{\text{РЗ}} = 0,0775 \text{ тыс. руб.}$$

3) ущерб, вследствие ложных срабатываний:

$$Y_{\text{л}}^{\text{РЗ}} = \left[q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} q_{\text{р}} (\omega_{\text{л}} + \omega_{\text{рл}}) + (q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} p + q_{\text{р}}^{\text{П}} p^{\text{П}}) q_{\text{р}} \omega_{\text{рл}} + (q^{\text{П}} q_{\text{р}}^{\text{П}} p_{\text{р}} + q^{\text{П}} p_{\text{р}}^{\text{П}}) q \omega_{\text{л}} \right] Y_{\text{П}} t_{\text{р}}$$

$$Y_{\text{л}}^{\text{РЗ}} = 0,0992 \text{ тыс. у.д.е.}$$

Таблица 8. Составляющие ущерба после внедрения РЗА

Составляющая	Величина, тыс. руб.
$Y_{\text{ос}}^{\text{РЗ}}$	$21 \cdot 10^{-12}$
$Y_{\text{и}}^{\text{РЗ}}$	0,0775
$Y_{\text{л}}^{\text{РЗ}}$	0,0992

6.2.3 Затраты на внедрение и содержание устройств РЗ

Стоимость проектирования, оборудования, установки и наладки средств РЗ:

$$K_{\text{вл}} = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{ун}} = 207077,06 + 1300000 + 260000 = 1767077 \text{ руб.},$$

где $K_{\text{пр}}=234,095$ тыс. руб. – стоимость проектирования;

$K_{\text{об}}$ – стоимость релейной защиты (шкаф ШЭ2607 011 – 2 комплекта защит: основная защита и резервная, $2*650$ тыс. руб. Итого: 1300 тыс. руб.);

Монтаж, наладка оборудования составляет 15-20% от стоимости оборудования.

$K_{\text{у.н.}}=0,2*K_{\text{об}}=260$ тыс. руб. – стоимость установки и наладки комплектов защиты.

Расчетные затраты на внедрение и содержание устройства РЗА:

$$И_{\text{рза}} = И_{\text{ам}} + И_{\text{обсл}} = (Н_{\text{а}} + Н_{\text{обсл}}) * K = (0,05 + 0,02) * 1767077 = 123695,39 \text{ р}$$

Где $И_{\text{ам}} = Н_{\text{а}} * K$, $И_{\text{обсл}} = Н_{\text{обсл}} * K$

$Н_{\text{ам}}=0,05$ – нормы амортизационных отчислений,

$Н_{\text{обсл}} = 0,02$ – нормы на обслуживание,

$K_{\text{вл}} = 1767077$ руб - стоимость установки и наладки основного и резервного комплектов защиты ВЛ-220 кВ;

$И_{\text{рза}}$ – эксплуатационные издержки,

В итоге имеем экономический эффект для комплектов защиты фирмы Экра:

$$Y = Y_{\text{кз}} + Y_{\text{нб}} + Y_{\text{п}} = 114,11 + 728,9 + 3,1 = 846,11 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{\text{н}}^{\text{РЗА}} = Y_{\text{ос}}^{\text{РЗ}} + Y_{\text{и}}^{\text{РЗА}} + Y_{\text{л}}^{\text{РЗА}} = 0 + 0,0775 + 0,0992 = 0,1767 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Theta = Y - Y_{\text{н}}^{\text{РЗА}} - И_{\text{рза}} = 846,11 - 212,18 - 123,695 = 510,235 \text{ тыс.руб.}$$

$$T_{\text{ок}} = K_{\text{вл}} / \Theta = 1767077 / 510235 = 3,46 \quad \text{при } E=0.$$

$$И_{\text{ам}} = 0,05 * K = 0,05 * 1767077 = 88353,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$И_{\text{обсл}} = 0,02 * K = 0,02$$

